

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.06.011

# IDR 激励下考虑光热生物质能利用的源荷协调优化调度策略

张业伟, 文中, 王灿, 倪志, 闫文文, 胡传宝

(三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002)

**摘要:**为进一步提高生物质能(biomass energy, BIO)的利用效率,提出一种综合需求响应(integrated demand response, IDR)激励下考虑光热生物质能利用(solar thermal biomass utilization, STBU)的源荷协调优化调度策略。首先,在“源”侧构建含 STBU 的综合能源系统(integrated energy system, IES)耦合供能模型,并将 STBU 耦合电转气系统,从而实现 STBU 装置掺氢燃烧高效利用;其次,在“荷”侧同时引入价格型和替代型需求响应,通过“源荷”协调优化,提高 IES 低碳性能;然后,在 IES 中引入储液式碳捕集系统和阶梯型碳税机制提升系统低碳经济效益,以系统总收入最大建立目标函数,并建立考虑 IES 多重不确定性的模糊机会规划约束模型;最后,选取北方某地区实际数据验证模型的可行性与有效性,并分析多重不确定性对 IES 运行成本的影响。结果表明该模型具有良好的经济性与低碳性,不确定性的上升会提高系统与外部电网的交互成本。

**关键词:**光热生物质能利用(STBU)模型;掺氢;综合需求响应(IDR);碳捕集系统;碳税;模糊机会规划约束

中图分类号:TM732

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2024)06-0111-12

## 0 引言

面对不断加剧的能源短缺和环境污染挑战,各国正积极推动可再生能源的开发与利用<sup>[1-2]</sup>。提高可再生开发利用比例对于构建清洁低碳的能源体系、加速实现双碳目标具有重要意义<sup>[3-5]</sup>。生物质能(biomass energy, BIO)作为一种零碳可再生能源,具有广阔的发展前景。相较于直接燃烧, BIO 可以通过气化反应转化为优质的气体燃料,进而利用燃气机组实现高效的能量转换。常规生物质气化技术下 BIO 利用效率低,且合成气中 CO<sub>2</sub> 含量较高,导致合成气热值偏低<sup>[6]</sup>。因此,寻找合理的技术手段提高 BIO 利用效率尤为重要。

国内外研究多集中于通过耦合多能流的综合能源系统(integrated energy system, IES)解决 BIO 利用效率低的问题。文献[7]考虑热网自身的虚拟储热特性与农业生产负荷的可调特性,提出一种结合生-光资源利用的 IES 规划方法,提高系统经济性和能源利用率;文献[8]引入生物质燃气耦合电转气(power to gas, P2G)和碳捕集系统,有助于提高风电光伏消纳能力和改善 BIO 利用能效;文献[9]借助热电联供系统高用能效率的优势,建立 BIO 热电联供系统模型,降低农村综合用能成本;文献[10]建立一种耦合生物质沼气和光热复合压缩空气储能的 IES 模型,并证明了该模型能够提高系统经济效益。上述文献充分表明耦合多能流的 IES 对降低系

统运行成本以及提高 BIO 利用效率有一定优势。

需要说明的是,在高渗透率可再生能源系统中,仅通过供给侧来维持系统的能量平衡,并不是一种经济效益较高的可持续发展策略。综合需求响应(integrated demand response, IDR)通过调节用户侧用能需求,能够有效稳定负荷波动,促进新能源消纳<sup>[11-13]</sup>。文献[14]考虑含有热电联合机组和 IDR 的优化调度模型,深入挖掘引入 IDR 后的低碳效益;文献[15]在传统 IDR 机制的基础上,深入考虑 IES 中不同能源的价格和需求差异,建立价格型 IDR 模型。文献[16-17]引入 IDR 和碳交易机制协同运行模型,可降低 IES 碳排放水平、提升系统经济效益。

上述文献在研究 BIO 利用效率提升以及 IDR 参与 IES 优化调度中取得了一定的研究成果,但仍存在以下不足:(1)在研究含 BIO 的 IES 优化运行中,尚未考虑将太阳能作为生物质气化反应的热源,无法实现太阳能和 BIO 高效互补利用,同时传统 BIO 无法降低部分生物质的氧化燃烧反应,使得合成气的热值较低,进而导致发电效率较低。(2)未考虑夜间富余风电通过水电解槽装置产生氢气注入生物质气化(biomass gasification, BG)装置,从而无法实现 BG 装置掺氢高效燃烧利用。(3)鲜有文献对“源”侧光热生物质能利用(solar thermal biomass utilization, STBU)与“荷”侧 IDR 的“源荷”协同优化进行讨论与验证。

基于此,文中提出一种计及 STBU 和 IDR 的源荷协调优化调度策略。首先,在“源”侧构建含 STBU 模型的 IES 耦合供能模型,利用塔式太阳能聚光集热器收集热量以驱动生物质进行气化反应,并

收稿日期:2024-05-21;修回日期:2024-08-06

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52107108)

将 STBU 耦合 P2G 系统,促进风电消纳,实现 BG 装置高效燃烧利用;其次,在“荷”侧同时引入价格型和替代型需求响应,通过“源荷”协调优化,提高 IES 低碳性能;然后,在 IES 中引入储液式碳捕集系统 (carbon capture system, CCS) 和阶梯型碳税机制提升系统低碳经济效益,以系统总收入最大建立目标函数;最后,选取北方某地区实际数据进行实例验证,证明所提模型的有效性和可行性。

## 1 IES 模型构建

STBU 模型耦合 IES 的基本框图如图 1 所示。能源供应来源为生物质气源、风电 (wind power, WP)、上级电网以及热能、天然气传输网络;负荷包括电负荷和热负荷,又可细分为刚性负荷、价格型负荷和替代型负荷;储能设备包括电储能 (electric energy storage, EES)、热储能 (thermal energy storage, TES)、储气 (gas storage, GS) 装置和储氢罐 (hydrogen storage, HS);转换设备包括燃料电池 (hydrogen fuel cell, HFC)、BG 装置、沼气发电系统 (biogas power generation system, BPGS)、集热光场、水电解槽、储液式 CCS 和碳捕集热电厂 (carbon capture cogeneration plant, CCCP)。其中,水电解槽产生的 H<sub>2</sub> 一部分用于 HFC 产生电热,另一部分注入 BPGS,使得 STBU 装置掺氢燃烧高效利用,进而提高产电产热效率;集热光场聚集的太阳能部分用于满足 STBU 装置气化过程的热量需求,多余热量储存在 TES 中;在负荷侧引入 IDR 机制与源侧 P2G-STBU 模型协调配合,对负荷进行削峰填谷。

### 1.1 STBU 模型

#### 1.1.1 STBU 模型原理

相较于传统气化技术,采用集热光场聚集的太阳能供能替代生物质燃烧供能以满足气化过程中的热量需求,BIO 利用率将显著提高<sup>[18]</sup>。生物质-太阳能气化发电系统流程如图 2 所示。生物质原料和水蒸气一并送入塔式高温气化反应器中,利用集热光场的高温热源 (1 000~1 500 ℃) 进行气化反应;气化产生的高温合成气被气化废热锅炉回收用于高温显热,经气体冷凝净化器降温后的合成气将继续进行冷却和净化处理,随后被送至燃气-蒸汽联合循环发电系统中;从余热锅炉中抽取部分经预热的饱和水送往气化废热锅炉,利用合成气的高温显热继续加热至过热蒸汽,部分蒸汽作为气化剂送至吸收反应器,同时还将剩余的过热蒸汽返送至余热锅炉,经进一步加热后驱动蒸汽透平做功<sup>[19]</sup>。该系统以太阳能和生物质能为驱动力实现了可再生能源的高效利用。

#### 1.1.2 集热光场模型

针对将集热光场作为 BG 装置热量来源的问题,文中采用塔式太阳能聚光集热器来收集热量,具体计算公式如下:

$$\begin{cases} H_t^{\text{solar}} = \eta^{\text{solar}} D_t S_m \\ H_t^{\text{solar}} = H_t^{\text{TES,gc}} + H_t^{\text{st,gc}} \\ H_t^{\text{TES,sf}} = H_t^{\text{load,gc}} + H_t^{\text{t,h,gc}} \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $H_t^{\text{solar}}$  为  $t$  时刻光场收集的功率;  $\eta^{\text{solar}}$  为光热转换效率;  $D_t$  为  $t$  时刻太阳能辐照强度;  $S_m$  为集热光场有效面积;  $H_t^{\text{TES,gc}}$  为  $t$  时刻供给热储能储存的

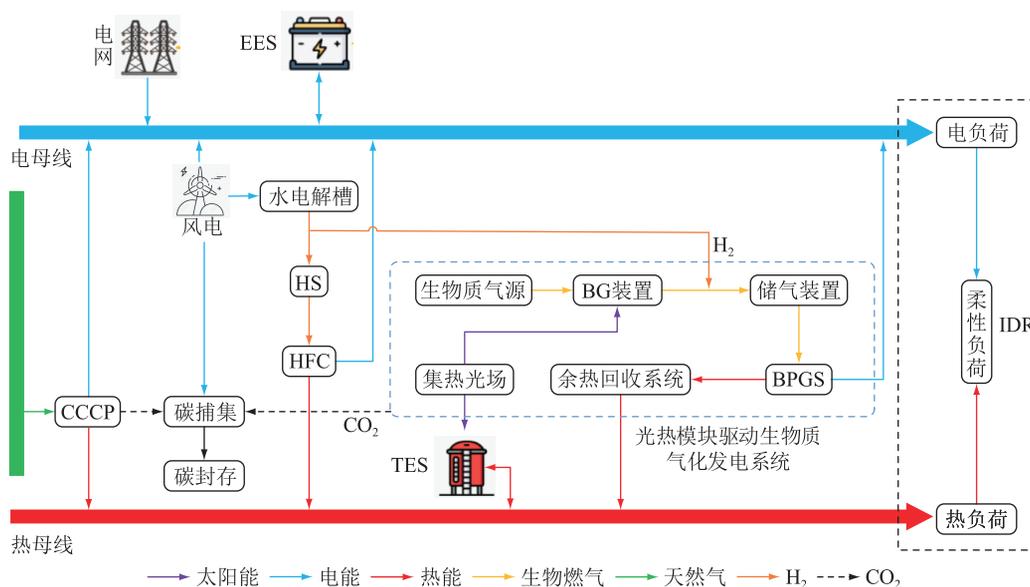


图 1 IES 结构

Fig.1 Structure of the IES



式中:  $L_{e,sl,0,t}$  为  $t$  时刻初始可转移负重量;  $e_{ij}^{sl}$  为可转移负荷价格需求弹性矩阵  $E_{e,sl}(t,j)$  中  $t$  时刻负荷对  $j$  时段价格的弹性系数;  $c_{e,j}$  为  $j$  时段能源价格。

(2) 可削减负荷。能源价格在峰值、平缓和谷值时段有所变化,因此负荷可以根据能源价格的高低自主决定是否减少自身负荷,从而增强经济性<sup>[20-21]</sup>。具体满足如下关系:

$$\Delta L_{e,cl,t} = L_{e,cl,0,t} \left( \sum_{j=1}^{24} e_{ij}^{cl} \frac{c_{e,j} - c_{e,0,j}}{c_{e,0,j}} \right) \quad (9)$$

式中:  $\Delta L_{e,cl,t}$  为  $t$  时刻可削减负荷变化量;  $L_{e,cl,0,t}$  为  $t$  时刻初始可削减负重量;  $e_{ij}^{cl}$  为可削减负荷价格需求弹性矩阵  $E_{e,cl}(t,j)$  中  $t$  时刻负荷对  $j$  时段价格的弹性系数。

### 1.3.2 替代型 IDR 模型

热负荷具有感知模糊性和时间延迟性,因而价格型 IDR 策略并不适用。热负荷既可以通过电能供热,也可通过热能直接供应,因此根据电价的高低选择合适的能源供应可以实现电能和热能之间的平衡替代效果<sup>[20-21]</sup>。其模型为:

$$\begin{cases} \Delta h_{r,e,t} = -\xi_{e,h} \Delta h_{r,h,t} \\ \xi_{e,h} = \frac{\partial_e \varphi_e}{\partial_h \varphi_h} \\ \Delta h_{r,e,\min} \leq \Delta h_{r,e,t} \leq \Delta h_{r,e,\max} \\ \Delta h_{r,h,\min} \leq \Delta h_{r,h,t} \leq \Delta h_{r,h,\max} \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $\Delta h_{r,e,t}$ 、 $\Delta h_{r,h,t}$  分别为可替代电负重量和被替代热负重量;  $\xi_{e,h}$  为替代系数;  $\partial_e$ 、 $\partial_h$  分别为电能、热能的单位热值;  $\varphi_e$ 、 $\varphi_h$  分别为电、热利用率;  $\Delta h_{r,e,\max}$ 、 $\Delta h_{r,e,\min}$  分别为可替代电负重量的上、下限;  $\Delta h_{r,h,\max}$ 、 $\Delta h_{r,h,\min}$  分别为被替代热负重量的上、下限。

## 1.4 阶梯型碳税机制

为激发 IES 在碳减排方面的积极性,文中考虑碳税政策对 IES 的影响,构建阶梯型碳税成本模型,以充分挖掘 IES 在碳减排方面的潜力<sup>[22]</sup>。文中,IES 的碳排放源包括碳捕集热电厂、STBU 设备以及外购热量。为简化模型,文中采用碳配额和碳排放量与其各机组有功出力成正比的模型<sup>[23]</sup>,阶梯型碳税模型概述如下。

### 1.4.1 基准法碳交易配额

碳排放配额和碳排放量计算如下:

$$\begin{cases} L_{q,t} = \varphi_q^{c,e} P_t^{c,e} + \varphi_q^{c,h} H_t^{c,h} + \varphi_q^{st,e} P_t^{st,e} + \varphi_q^{st,h} H_t^{st,h} + \varphi_q^{buy,e} P_t^{buy,e} + \varphi_q^{buy,h} H_t^{buy,h} \\ L_{p,t} = \rho_p^{c,e} P_t^{c,e} + \rho_p^{c,h} H_t^{c,h} + \rho_p^{st,e} P_t^{st,e} + \rho_p^{st,h} H_t^{st,h} + \rho_p^{buy,e} P_t^{buy,e} + \rho_p^{buy,h} H_t^{buy,h} \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $L_{q,t}$ 、 $L_{p,t}$  分别为  $t$  时刻系统碳配额和碳排放量;  $\varphi_q^{c,e}$ 、 $\varphi_q^{c,h}$ 、 $\varphi_q^{st,e}$ 、 $\varphi_q^{st,h}$ 、 $\varphi_q^{buy,e}$ 、 $\varphi_q^{buy,h}$  分别为碳捕集热电厂单位发电和发热功率、STBU 单位发电和发热功率、单位购电、购热功率的碳配额,均取  $0.57 \text{ t}/(\text{MW} \cdot \text{h})$ <sup>[21]</sup>;  $\rho_p^{c,e}$ 、 $\rho_p^{c,h}$ 、 $\rho_p^{st,e}$ 、 $\rho_p^{st,h}$ 、 $\rho_p^{buy,e}$ 、 $\rho_p^{buy,h}$  分别为碳捕集热电厂单位发电和发热功率,STBU 的单位发电和发热功率,单位购电、购热功率的碳排放量;  $P_t^{c,e}$ 、 $H_t^{c,h}$  分别为碳捕集热电厂在  $t$  时刻的产电、产热功率;  $P_t^{buy,e}$ 、 $H_t^{buy,h}$  分别为系统在  $t$  时刻的购电、购热功率。

### 1.4.2 碳税成本模型

IES 的实际碳税模型如下:

$$L_t = L_{p,t} - L_{CCS,t} - L_{q,t} \quad (12)$$

$$F_{CO_2} =$$

$$\begin{cases} \tau L_t & 0 \leq L_t < L \\ \tau L + (\tau + \Delta\tau)(L_t - L) & L \leq L_t < 2L \\ (2\tau + \Delta\tau)L + (\tau + 2\Delta\tau)(L_t - 2L) & 2L \leq L_t \end{cases} \quad (13)$$

式中:  $L_t$  为  $t$  时刻实际碳排放量;  $L_{CCS,t}$  为  $t$  时刻碳捕集量;  $F_{CO_2}$  为实际碳税成本;  $\tau$  为碳税基准价格;  $L$  为碳税区间长度;  $\Delta\tau$  为碳税价格增长量。

## 2 IES 协调优化模型

### 2.1 目标函数

IDR 激励下考虑 STBU 的源荷协调优化调度策略在满足系统约束前提下,以实现系统总收益最大为目标。针对文中构建的模型,目标函数为:

$$F = \max(F_{in} - F_{costs}) \quad (14)$$

式中:  $F_{in}$  为 IES 总收入;  $F_{costs}$  为 IES 总成本,包括运维成本  $F_{om}$ 、购能成本  $F_{buy}$  和碳税成本  $F_{CO_2}$ 。

#### 2.1.1 IES 总收入

$$F_{in} = \sum_{t=1}^{24} (\kappa_e P_{sell,e,t} + \kappa_h P_{sell,h,t}) \quad (15)$$

式中:  $\kappa_e$ 、 $\kappa_h$  分别为售电、售热价格;  $P_{sell,e,t}$ 、 $P_{sell,h,t}$  分别为  $t$  时刻售电功率和售热功率。

#### 2.1.2 IES 总成本

(1) 运维成本。

$$F_{OM} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{k=1}^8 \omega_k P_{k,t} \quad (16)$$

式中:  $\omega_k$  为设备  $k$  运维系数,  $k=1,2,3,\dots,8$ , 分别代表风机、HFC、ESS、HS、BG 装置、沼气发电系统、水电解槽和碳捕集热电厂;  $P_{k,t}$  为  $t$  时刻设备  $k$  的出力。

(2) 购能成本。

$$F_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^{24} (\beta_e P_t^{\text{buy},e} + \beta_h H_t^{\text{buy},h}) \quad (17)$$

式中:  $\beta_e$ 、 $\beta_h$  分别为购电、购热价格。

(3) 碳税成本。碳税成本在 1.4 节已详细介绍, 此处不再赘述。

## 2.2 约束条件

IDR 激励下考虑 STBU 的源荷协调优化调度策略的运行约束有: 能量平衡约束、风电出力约束、能量转换约束以及储能装置约束。

### 2.2.1 能量平衡约束

(1) 电平衡。

$$P_t^{\text{buy},e} + P_t^{\text{wp}} + P_t^{c,e} + P_t^{\text{st},e} + P_t^{\text{HFC}} + P_t^{\text{D}} = P_t^{\text{C}} + P_t^{\text{CCS}} + P_t^{\text{P2G}} + P_t^{\text{load}} \quad (18)$$

式中:  $P_t^{\text{wp}}$  为  $t$  时刻风电输出功率;  $P_t^{\text{HFC}}$  为  $t$  时刻 HFC 的产电量;  $P_t^{\text{D}}$ 、 $P_t^{\text{C}}$  分别为  $t$  时刻 EES 放电和充电功率;  $P_t^{\text{CCS}}$  为  $t$  时刻碳捕集装置的耗电功率;  $P_t^{\text{P2G}}$  为  $t$  时刻水电解槽装置耗电量;  $P_t^{\text{load}}$  为  $t$  时刻电负荷。

(2) 热平衡。

$$\begin{cases} H_t^{c,h} + H_t^{\text{st},h} + H_t^{\text{buy},h} + H_t^{\text{HFC}} + H_t^{\text{D}} = H_t^{\text{C}} + H_t^{\text{load}} \\ H_t^{c,\text{all}} = H_t^{c,h} + H_t^{c,\text{gc}} \\ H_t^{\text{solar}} = H_t^{\text{TES},\text{gc}} + H_t^{\text{st},\text{gc}} \end{cases} \quad (19)$$

式中:  $H_t^{\text{HFC}}$  为  $t$  时刻 HFC 的产热量;  $H_t^{\text{D}}$ 、 $H_t^{\text{C}}$  分别为  $t$  时刻 TES 放热和充热功率;  $H_t^{\text{load}}$  为  $t$  时刻热负荷;  $H_t^{c,h}$  为  $t$  时刻碳捕集热电厂机组上网热功率;  $H_t^{c,\text{gc}}$  为  $t$  时刻碳捕集热电厂机组供给热储能的功率。

### 2.2.2 风电出力约束

$$0 \leq P_t^{\text{wp}} \leq P_{\text{max}}^{\text{wp}} \quad (20)$$

式中:  $P_{\text{max}}^{\text{wp}}$  为风电输出上限。

### 2.2.3 能量转换约束

(1) 燃煤机组功率约束。

$$\begin{cases} u_{k,t} P_{n,k,\text{min}} \leq P_{n,k,t} \leq u_{k,t} P_{n,k,\text{max}} \\ -P_{n,k,\text{down}} \leq P_{n,k,t} - P_{n,k,t-1} \leq P_{n,k,\text{up}} \\ (u_{k,t} - u_{k,t-1}) + (u_{k,t+v-1} - u_{k,t+v}) \leq 1 \\ v = 1, 2, \dots, T_{\text{on}} - 1 \\ (u_{k,t-1} - u_{k,t}) + (u_{k,t+v} - u_{k,t+v-1}) \leq 1 \\ v = 1, 2, \dots, T_{\text{off}} - 1 \end{cases} \quad (21)$$

式中:  $P_{n,k,t}$  为  $t$  时刻第  $n$  台机组中燃煤机组  $k$  出力;  $P_{n,k,\text{max}}$ 、 $P_{n,k,\text{min}}$  分别为第  $n$  台机组中燃煤机组  $k$  出力最大值、最小值;  $P_{n,k,\text{up}}$ 、 $P_{n,k,\text{down}}$  分别为第  $n$  台机组中燃煤机组  $k$  爬坡功率上、下限;  $u_{k,t}$  为状态变量;  $T_{\text{on}}$ 、 $T_{\text{off}}$  分别为开、停机最小时间。

(2) STBU 模型约束<sup>[19]</sup>。

$$\begin{cases} 0 \leq m_{b,t} \leq S_{b,t} \\ 0 \leq S_{b,t}^h \leq S_{b,\text{max}} \\ S_{b,\text{end}} \geq S_{b,0} \\ P_{b,t}^{\text{self}} + P_t^{\text{st},e} = P_{b,t} \end{cases} \quad (22)$$

式中:  $S_{b,t}$  为  $t$  时刻存储的最大生物原料质量;  $S_{b,\text{end}}$  为当天最后时段的生物质存储量;  $S_{b,0}$  为第二天初始时段生物质存储量, 令  $S_{b,\text{end}} \geq S_{b,0}$ , 以保证装置正常运行;  $P_{b,t}^{\text{self}}$  为光照不足时 STBU 的自用电量;  $P_t^{\text{st},e}$  为上网电量。

(3) 碳捕集设备约束<sup>[24]</sup>。

由于碳捕集热电厂和 STBU 模型会产生多余的  $\text{CO}_2$ , 因此引入碳捕集模型对产生的  $\text{CO}_2$  进行捕获与封存, 进而降低系统碳排放量。其约束模型如下:

$$\begin{cases} P_t^{\text{CCS}} = P_t^{\text{wp},\text{gc}} + P_t^{\text{CCCP},\text{gc}} \\ -R_{\text{down}}^{\text{CCS}} \leq P_t^{\text{CCS}} - P_{t-1}^{\text{CCS}} \leq -R_{\text{up}}^{\text{CCS}} \end{cases} \quad (23)$$

式中:  $P_t^{\text{CCS}}$  为  $t$  时刻碳捕集设备功率;  $P_t^{\text{wp},\text{gc}}$ 、 $P_t^{\text{CCCP},\text{gc}}$  分别为  $t$  时刻风电机组和碳捕集热电厂供给碳捕集设备的功率;  $R_{\text{up}}^{\text{CCS}}$ 、 $R_{\text{down}}^{\text{CCS}}$  分别为碳捕集设备爬坡速率上、下限。

(4) 碳捕集热电厂模型约束。

$$\begin{cases} P_t^{c,\text{all}} = P_t^{c,e} + P_t^{c,\text{gc}} \\ P_{\text{min}}^{c,\text{all}} \leq P_t^{c,\text{all}} \leq P_{\text{max}}^{c,\text{all}} \\ H_{\text{min}}^{c,\text{all}} \leq H_t^{c,\text{all}} \leq H_{\text{max}}^{c,\text{all}} \\ -R_{\text{down}}^c \leq P_t^{c,\text{all}} - P_{t-1}^{c,\text{all}} \leq R_{\text{up}}^c \end{cases} \quad (24)$$

式中:  $P_t^{c,\text{all}}$  为  $t$  时刻碳捕集热电厂机组总功率;  $P_{\text{max}}^{c,\text{all}}$ 、 $P_{\text{min}}^{c,\text{all}}$  分别为碳捕集热电厂机组供电功率的上、下限;  $H_{\text{max}}^{c,\text{all}}$ 、 $H_{\text{min}}^{c,\text{all}}$  分别为碳捕集热电厂机组供热功率的上、下限;  $R_{\text{up}}^c$ 、 $R_{\text{down}}^c$  分别为碳捕集热电厂机组爬坡速率上、下限。

### 2.2.4 储能装置约束

$$\begin{cases} S_{t,i} = S_{t-1,i} (1 - \eta_i^{\text{loss}}) + \varphi_i^c S_{i,t}^c - S_{i,t}^d / \varphi_i^d \\ S_{i,\text{min}} \leq S_{t,i} \leq S_{i,\text{max}} \\ S_{i,\text{min}}^c \leq S_{i,t}^c \leq S_{i,\text{max}}^c \\ S_{i,\text{min}}^d \leq S_{i,t}^d \leq S_{i,\text{max}}^d \\ S_{i,t}^c S_{i,t}^d = 0 \\ S_{0,i} = S_{T,i} \end{cases} \quad (25)$$

式中:  $S_{t,i}$ 、 $S_{t-1,i}$  分别为第  $i$  个储能装置在  $t$  和  $t-1$  时刻储能量;  $\eta_i^{\text{loss}}$  为第  $i$  个储能装置自身能量损耗率;  $S_{i,t}^c$ 、 $S_{i,t}^d$  分别为第  $i$  个储能装置在  $t$  时刻存储、释放能量的功率;  $\varphi_i^c$ 、 $\varphi_i^d$  分别为第  $i$  个储能装置存储、释放能量的效率;  $S_{i,\text{max}}$ 、 $S_{i,\text{min}}$  分别为第  $i$  个储能装置存储能量的上、下限;  $S_{i,\text{max}}^c$ 、 $S_{i,\text{min}}^c$  分别为第  $i$  个

储能装置的充能上、下限;  $S_{i,max}^d$ 、 $S_{i,min}^d$  分别为第  $i$  个储能装置的放能上、下限;  $S_{0,i}$ 、 $S_{T,i}$  分别为第  $i$  个储能装置的始末段容量。其他设备约束见文献[24-26], 此处不再赘述。

### 2.3 模糊机会规划约束模型

风电和集热光场功率具有不确定性, 可能对系统经济效益造成负面影响。因此, 文中引入模糊机会规划约束模型进行影响分析与验证。首先, 利用模糊变量量化不确定因素, 建立系统的模糊机会约束规划模型; 然后, 通过设定置信水平参数, 将不确定性影响限制在特定范围内; 最后, 通过设定多组模糊隶属度参数, 分析不确定程度对系统的影响。置信水平参数和模糊隶属度参数的设定可参考文献[26]。

$$(2\alpha_1 - 1)\omega_1^w P_t^{wp} + (2 - 2\alpha_1)\omega_2^w P_t^{wp} + P_t^{buy,e} + P_t^{c,e} + P_t^{st,e} + P_t^{HFC} + P_t^D + P_t^C + P_t^{CCS} + P_t^{P2G} + P_t^{load} \quad (26)$$

$$(2\alpha_2 - 1)\omega_1^s H_t^{solar} + (2 - 2\alpha_2)\omega_2^s H_t^{solar} = H_t^{TES,gc} + H_t^{st,gc} \quad (27)$$

式中:  $\alpha_1$  为电平衡的置信水平;  $\alpha_2$  为集热光场功率平衡置信水平;  $\omega_1^w$ 、 $\omega_2^w$  为风电输出功率的隶属度函数;  $\omega_1^s$ 、 $\omega_2^s$  为集热光场功率的隶属度函数。

### 2.4 模型求解

文中构建的 IDR 激励下考虑 STBU 的源荷协调优化调度策略模型为混合整数非线性模型, 因此需要将上述模型转化为混合整数线性模型, 采用 YALMIP 调用 CPLEX 商业求解器求解。对式(6)以及阶梯型碳税模型中的分段函数进行分段线性化处理, 即可将模型转化为混合整数线性模型。文中仿真运行环境为英特尔酷睿 i5-13500H, Win 11 系统。模型求解时间为 6.35 s, 满足日前调度需求。

## 3 算例分析

### 3.1 算例背景

选取北方某地区为研究对象, 系统优化周期为 24 h, 单位时长为 1 h, 分时电价见表 1<sup>[16]</sup>, STBU 模型参数见表 2<sup>[6]</sup>, 系统机组参数见表 3, 天然气价格为 2.55 元/m<sup>3</sup>, 设备运维参数见文献[6, 25]。阶梯型碳税模型基本参数为: 碳税基准价格取 0.04 元/kg, 碳税区间长度取 82 t, 碳税增长率取 0.25, 外购电量的碳排放计算参数取 0.78 t/(MW·h)。IDR 参数为: 可转移负荷占比 30%, 可削减负荷占比 15%, 可替代负荷占比 5%,  $\xi_{e,h}$  取 1.2<sup>[26-28]</sup>。生物质原料所含元素含量占比见文献[26-29]。求解流程图见图 4, 初始负荷及风电预测功率见图 5。

表 1 分时电价

Table 1 Time-of-day tariffs

时段类型	时段	电价/[元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]
峰	9 时—12 时	1.09
	19 时—22 时	
平	8 时—9 时	0.68
	12 时—19 时	
	22 时—24 时	
谷	0 时—8 时	0.35

表 2 STBU 设备参数

Table 2 Parameters of STBU devices

参数	数值
太阳辐照度/(kW·m <sup>-2</sup> )	1
集热光场面积/m <sup>2</sup>	32 500
气化温度/°C	1 000
生物质流量/(kg·h <sup>-1</sup> )	10 000
燃气透平入口温度/°C	1 500
蒸汽透平温度/°C	1 083

表 3 系统设备参数

Table 3 Parameters of system device

参数	数值
风机安装容量/kW	1 000
电转气运行效率	0.6
碳捕集热电厂热电比	0.4/0.35
CCS 功率上限/kW	400
CCS 功率上限/kW	0
CCS 运行效率	0.9
CCCP 容量/kW	700
EES/TES 最大容量/(kW·h)	400
EES 充电效率	0.95
EES 放电效率	0.90
TES 充热效率	0.95
TES 放热效率	0.90

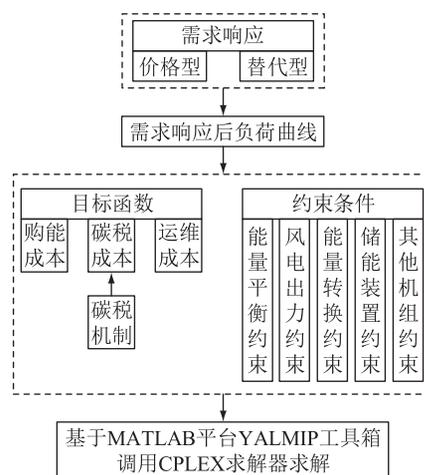


图 4 求解流程

Fig.4 Solution process

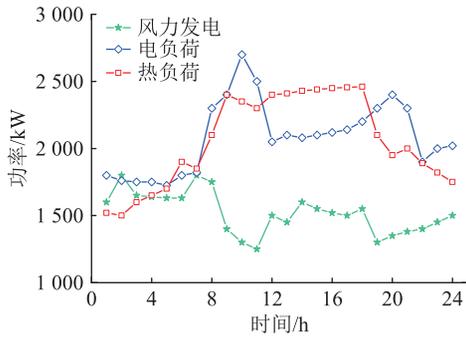


图 5 初始负荷及风电预测功率

Fig.5 Initial load and wind power forecast

3.2 仿真结果分析

3.2.1 STBU 场景设置及分析

为验证 STBU 模型的低碳性和经济性,构建 3 个场景进行仿真验证,场景设置见表 4。

表 4 STBU 场景设置

Table 4 STBU scene settings

场景	P2G-STBU	BIO	STBU	IDR	阶梯碳税
1	×	√	×	√	√
2	×	×	√	√	√
3	√	×	√	√	√

注:“×”表示不考虑该因素;“√”表示考虑该因素。

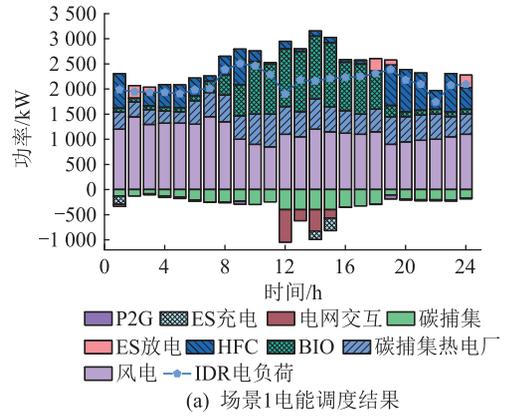
各场景运行结果对比见表 5,其中场景 4、5 的设置详见 3.2.3 节表 6。可以看出,对比场景 1(普通 BIO),场景 2 的碳税成本降低 15.63%,实际碳排放量减少 912.59 kg。这是因为场景 2 考虑光热作为 BG 装置热源,弥补了普通 BIO 需要消耗部分生物质原料产热来提供气化的热源的问题,不仅能实现太阳能和 BIO 互补利用,还能减少碳排放量,进而减少碳税。图 6、图 7 分别为场景 1、2 调度结果,可知,相对场景 2,场景 1 没有考虑光热作为气化热量来源,导致 BIO 产电减少,其需要与 HFC 和碳捕集热电厂共同配合维持负荷平衡,在电价谷时段,HFC 出力增加,在电价峰时段,系统从上级气网购气比购电更经济,故碳捕集热电厂出力增加。

表 5 不同场景优化调度结果对比

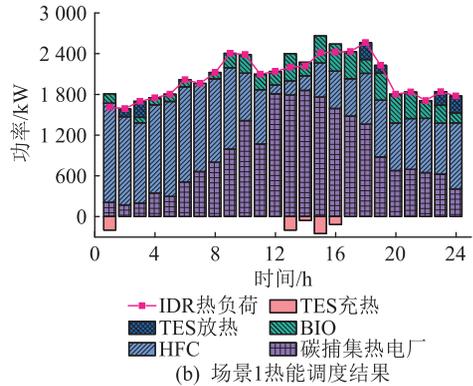
Table 5 Comparison of optimized scheduling results for different scenarios

场景	总成本/元	购能成本/元	运维成本/元	碳税成本/元	实际碳排放量/kg	总收入/元
1	23 917	21 591	1827	499	44 537.68	55 718
2	23 393	21 237	1735	421	43 625.09	58 653
3	22 045	19 887	1790	368	41 418.26	60 292
4	24 585	22 350	1796	439	43 917.59	45 950
5	23 146	21 044	1709	393	42 009.81	55 193

相比场景 2,场景 3(文中情景)基于 STBU,进



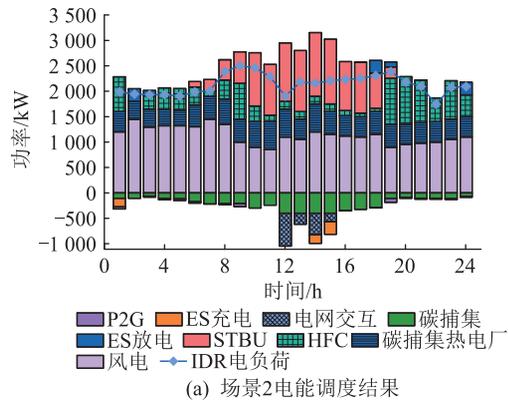
(a) 场景 1 电能调度结果



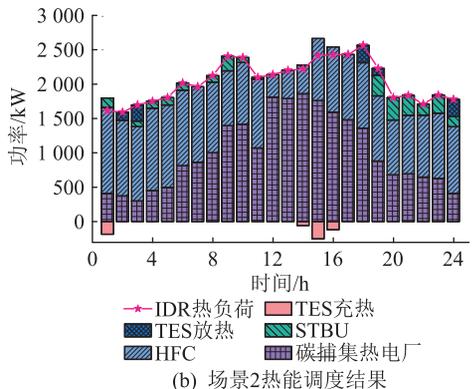
(b) 场景 1 热能调度结果

图 6 场景 1 调度结果

Fig.6 Scenario 1 dispatch results



(a) 场景 2 电能调度结果



(b) 场景 2 热能调度结果

图 7 场景 2 调度结果

Fig.7 Scenario 2 dispatch results

一步考虑其与 P2G 装置耦合。可以看出,场景 3 的碳税成本下降 12.59%,实际碳排放量减少 2 206.83

kg,购能成本减少 6.36%。这是因为 P2G 装置利用夜间富余风电制氢,从而注入 BG 装置中,实现装置掺氢高效利用,提高 STBU 装置发电效率,减少 IES 向上级电网购买能源成本,进而减少碳排放量。另外,相对场景 3,场景 2 没有考虑 P2G 耦合 STBU 装置,富裕风电用于电解水产生氢气,进而通过 HFC 装置产电产热,另一部分由于没有耦合 STBU 装置,故也用于 HFC 装置产电产热,可以看出,在 11 时—18 时,HFC 出力增加;在电价谷时段(6 时—8 时),上级电网购电与夜间富裕风电注入 P2G 装置,进而 STBU 装置出力增加。

综上所述,STBU 模型相对传统 BIO 模型在经济性和低碳性上具有良好的优势,并且考虑 P2G-STBU 耦合模型的 IES 能够显著降低碳排放量,增加发电效率,减少购能成本,进而减少征收碳税的数额,降低成本。

### 3.2.2 气化温度对 STBU 性能影响

生物质气化反应温度对气化反应产物组成和系统能源产出量有较大的影响,进而影响 STBU 装置产电的性能。图 8 为不同气化温度下系统输入太阳能以及产电量的变化。随着气化温度的升高,输入太阳能的份额也逐渐加大,这是因为气化温度越高,气化反应越完全,大量份额的太阳能被转化为化学能,所以 IES 的太阳能份额也呈现上升趋势。同时可以看出,气化温度升高后,系统产电量也在增加,但是当温度达到 1 200 °C 以后,产电量增长变缓。这是因为气化温度的升高虽然有利于太阳能的转化和气化反应的进程,但不利于天然气的合成,进而导致发电量趋于平缓。

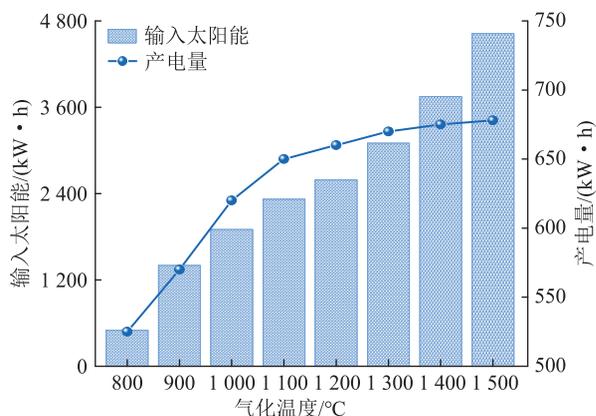


图 8 气化温度对 STBU 性能影响

Fig.8 Effect of vaporization temperature on STBU performance

### 3.2.3 IDR 场景设置及分析

为验证 IDR 对文中模型的效益,构建场景 4、5,具体设置见表 6。

表 6 综合需求响应场景设置

Table 6 IDR scenario settings

场景	P2G-STBU	BIO	STBU	IDR	阶梯碳税
4	×	×	√	×	√
5	√	×	√	×	√

表 5 展现了场景 4、5 的优化调度结果。可以看出,相较于场景 4 和 5 不考虑 IDR,场景 2 和 3 购能成本减少 4.98% 和 5.5%。这是因为考虑 IDR 削减了峰时段电热负荷量,增加了谷时段电热负荷量,从而使 IES 能够选择经济的运行方式。由表 5 还可以看出,IES 实际碳排放量最高的场景为场景 4,由于场景 4 和 5 相对场景 2 和 3 未考虑 IDR,用户不能自主调整用能负荷,导致系统在用能负荷较高时段会承受较高的购能成本,增加运维成本;而负荷未出现转移和削减,导致场景 4 和 5 碳排放量相对较高。对场景 3 实施 IDR 后,用户的响应力度变高,故而使得 IES 总成本分别下降 4.85% 和 4.76%,验证了 IDR 策略的有效性。

场景 3 的电负荷构成见图 9。可以看出,IDR 前电负荷有明显的峰平谷分布,IDR 后电负荷较之 IDR 前电负荷更为平缓。这种情况下,通过响应电价的峰值时段(9 时—12、19 时—22 时)对部分电负荷进行削减,以缓解供能压力,进而减少供能成本。

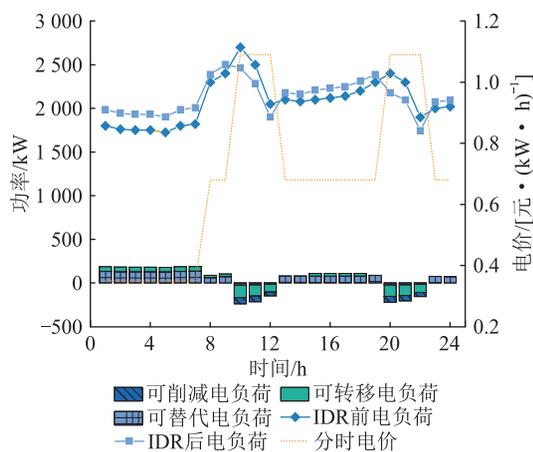


图 9 IDR 示意

Fig.9 Schematic diagram of IDR

同时,将部分电负荷调整到低谷时段,减少峰值电价时段的负荷,增加谷时电价负荷,使负荷曲线更加平缓。此外,还可以考虑在峰值电价时段(9 时—12 时、19 时—22 时)将部分电负荷转化为热负荷,在平时段电价(12 时—19 时、22 时—9 时)和谷时电价时段(0 时—8 时)将部分热负荷转化为电负荷,实现电和热的平替效果,进而减少购能成本。价格型和替代型需求响应的协调作用,致使负荷曲线更加平缓,实现削峰填谷。

3.2.4 IES 风光不确定性分析

由于风电和集热光场的功率具有不确定性,因此在 IES 的调度过程难免会对其造成经济效益的影响。文中将置信水平  $\alpha_1$ 、 $\alpha_2$  设置为定值,取 0.9<sup>[30]</sup>,通过控制梯形模糊隶属度参数,设置多组不同程度下的不确定场景,见表 7。通过仿真验证,得到不确定性对 IES 系统运行成本影响结果,具体如图 10 所示。

表 7 梯形模糊隶属度参数  
Table 7 Trapezoidal fuzzy affiliation parameters

场景	$\omega_1$	$\omega_2$
A	1	1
B	0.95	0.95
C	0.9	0.95
D	0.85	0.85
E	0.8	0.8

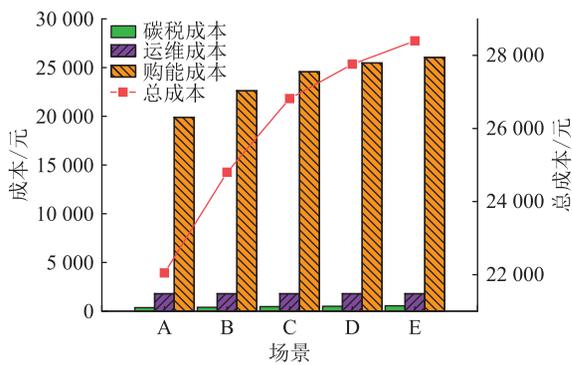


图 10 不确定性对 IES 系统运行成本影响  
Fig.10 Impact of uncertainty on the operating costs of the IES system

由图 10 可以看出,购能成本呈现明显的上升趋势。这是因为存在风光不确定的影响,系统会牺牲经济性来保证其在恶劣环境下的可靠性,进而提高与上级电网的交互成本。而系统的碳税成本和运维成本基本保持不变,说明不确定性的存在不会影响到系统其他装置。

3.2.5 IES 优化结果分析

图 11、图 12 为场景 3 的电能和热能调度结果。可以看出,在电负荷高峰时段(8 时—11 时),电价处于峰值阶段,系统依靠风电、碳捕集热电厂出力、STBU 出力和 HFC 出力满足电负荷需求,热负荷以及 TES 充热由碳捕集热电厂出力、HFC 和 STBU 共同供给。同时可以看出,在风电高发时段利用 P2G 装置消纳多余风电,进而 HFC 产电热维持电热负荷平衡,储能装置进行电能存储,在电价峰值阶段(18 时—19 时)释放,实现能量时移。除了上述现象,在光照强度比较强的阶段(9 时—16 时),系统会优先

调度 STBU 产电用于维持系统电平衡,弥补此阶段风力不足导致电能供不应求的问题;同时在此时间段内存在电价峰值时段(9 时—12 时),对部分电负荷进行削减,“源荷”协调优化共同维持电负荷平衡。此外,此阶段多余的电能用于供给 CCS 设备捕集 CO<sub>2</sub>和卖给上级电网获取收益。

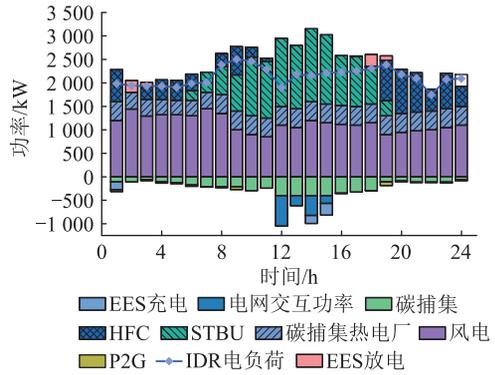


图 11 场景 3 电能调度结果

Fig.11 Scene 3 electricity scheduling results

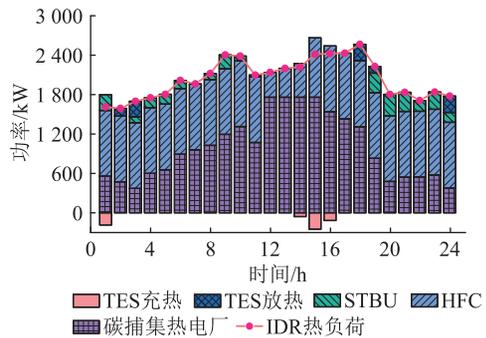


图 12 场景 3 热能调度结果

Fig.12 Scene 3 heat scheduling results

图 12 为热能调度结果,在电价谷时段(0 时—8 时),为充分利用系统低价电能,HFC 出力较高,碳捕集热电厂出力相对较低;此外,一部分热负荷转化为电负荷,实现热电平替效果,使供能成本有所降低。在电价平时段(13 时—19 时),该时段电价相对较高,从上级电网购电成本大于从上级电网购气成本,此阶段系统优先考虑购气产热;另外,此阶段电负荷处于相对较低的状态,同时还是热负荷的高峰阶段,故此阶段可替代电负荷相对较多,将一部分热负荷转化为电负荷,实现电负荷“填谷”、热负荷“削峰”。在电价峰时段(10 时—12 时),系统从上级气网购气比购电更为经济;同时此阶段部分为热负荷的峰值阶段,多余的电负荷进行“削峰”,热负荷一部分被电负荷替代供应。同时可以看出,在热负荷峰值阶段(15 时—18 时),系统会优先调度碳捕集热电厂,购气产热比购电更为经济,而 STBU 出力减小是因为此阶段 STBU 出力产生的运

维成本要多于购气产热成本,这也与系统要满足总收益最大为目标函数相契合。

#### 4 结论

结合 BIO 利用技术,文中提出 IDR 激励下考虑 STBU 的源荷协调优化调度策略模型,结论如下:

(1) 所提 STBU 模型(场景 3)相比普通 BIO 模型(场景 1),碳税成本降低 15.63%。光热的引入丰富了 BIO 的能量来源,但是不能单一地追求产电功率而提高气化温度。

(2) STBU 模型的引入可以减少碳排放和系统购能成本,碳税成本降低 15.63%,总成本降低 2.19%。引入 P2G-STBU 耦合模型充分发挥了氢能的高效清洁、低碳环保特性,碳税成本下降 12.59%,购能成本减少 6.36%。

(3) 引入 IDR 能实现多能负荷的纵向转移和横向互补替代,有效地对负荷进行削峰填谷,使得总成本和碳排放分别降低 4.76%和 5.5%。

(4) 风光能源不确定性的增加导致系统整体成本呈现上升态势,原因是系统会牺牲经济性来保证其在恶劣环境下的可靠性,进而提高与上级电网的交互成本。

文中所提的 STBU 模型及其“源荷”协调调度策略为 IES 运行优化提供了很好的思路,在实现双碳目标方面具有一定的研究价值。然而,基于小时级时间粒度预测精度的日前调度难以响应负荷波动,进而产生较大误差。在后续研究中,可考虑在日前调度基础上,采用日内短时间尺度的滚动优化调度模型以满足实际运行情况。

#### 参考文献:

- [1] 王佳蕊,孙勇,胡泉,等. 基于 MICP 的多能耦合综合能源系统可再生能源消纳能力研究[J]. 电力建设,2023,44(8):157-170.  
WANG Jianrui,SUN Yong,HU Xiao,et al. Research on renewable energy absorption capacity of multi-energy coupling integrated energy systems based on MICP[J]. Electric Power Construction,2023,44(8):157-170.
- [2] 牛浩森,付学谦. 可再生能源为主体的农业能源互联网碳循环建模与优化[J]. 电力建设,2022,43(10):1-15.  
NIU Haosen,FU Xueqian. Modeling and optimization of carbon cycle of agricultural energy Internet based on renewable energy[J]. Electric Power Construction,2022,43(10):1-15.
- [3] HUANG W J,ZHANG N,KANG C Q,et al. From demand response to integrated demand response: review and prospect of research and application[J]. Protection and Control of Modern Power Systems,2019,4(1):12.
- [4] LIN B Q,LI Z. Towards world's low carbon development: the role of clean energy[J]. Applied Energy,2022,307:118160.
- [5] 刘鹏,崔雪. 双碳背景下考虑市场份额偏好的发电侧市场均衡分析[J]. 电力科学与技术学报,2023,38(2):9-17,39.  
LIU Peng,CUI Xue. Equilibrium analysis of power generation market considering market share preference under carbon-neutral goal[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2023,38(2):9-17,39.
- [6] 吴海峰,刘佳维,刘启斌. 太阳能驱动生物质气化多联产系统研究[J]. 太阳能学报,2022,43(1):465-470.  
WU Haifeng,LIU Jiawei,LIU Qibin. Investigation of polygeneration system with solar driven biomass gasification[J]. Acta Energiae Solaris Sinica,2022,43(1):465-470.
- [7] 王永利,韩煦,刘晨,等. 基于生-光耦合利用的乡村电-热综合能源系统规划[J]. 电力建设,2023,44(3):1-14.  
WANG Yongli,HAN Xu,LIU Chen,et al. Rural electricity-heat integrated energy system planning based on coupling utilization of biomass and solar resources[J]. Electric Power Construction,2023,44(3):1-14.
- [8] 王守文,李国祥,闫文文,等. 计及改进生物质燃气和阶梯碳交易的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统及其自动化学报,2024,36(2):126-134.  
WANG Shouwen,LI Guoxiang,YAN Wenwen,et al. Low-carbon economic dispatching of integrated energy system including improved biomass natural gas and ladder-type carbon trading[J]. Proceedings of the CSU-EPSA,2024,36(2):126-134.
- [9] 郭威,杨鹏,孙胜博,等. 计及生物质能的热电联供系统经济运行优化策略[J]. 电力系统保护与控制,2021,49(11):88-96.  
GUO Wei,YANG Peng,SUN Shengbo,et al. Optimization strategy of a rural combined heat and power system considering biomass energy[J]. Power System Protection and Control,2021,49(11):88-96.
- [10] 龚阁阳,陈晓弢,麻林瑞,等. 计及碳交易机制和需求响应的生物质与光热耦合压缩空气储能系统优化策略[J]. 高电压技术,2023,49(7):2754-2763.  
GONG Geyang,CHEN Xiaotao,MA Linrui,et al. Optimization strategy of biomass and photothermal coupled compressed air energy storage system considering carbon trading mechanism and demand response[J]. High Voltage Engineering,2023,49(7):2754-2763.
- [11] 周俊宇,李伟,花洁,等. 考虑需求侧可控负荷的含储能社区综合能源系统优化调度[J]. 电力科学与技术学报,2023,38(2):114-123.  
ZHOU Junyu,LI Wei,HUA Jie,et al. Optimal dispatch of community integrated energy system with energy storage considering demand-side controllable load[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2023,38(2):114-123.
- [12] 周任军,吴燕榕,潘轩,等. 考虑电热需求响应的区域综合能源系统储能容量优化配置[J]. 电力科学与技术学报,2023,38(1):11-17.  
ZHOU Renjun,WU Yanrong,PAN Xuan,et al. Optimal placement of energy storage in a regional integrated energy system considering electric and thermal demand responses[J]. Journal

- of Electric Power Science and Technology, 2023, 38 (1): 11-17.
- [13] 姚艳,康家乐,汪雅静,等. 考虑综合需求响应和多能储能装置的综合能源系统优化调度[J]. 浙江电力, 2022, 41(8):65-72.  
YAO Yan, KANG Jiale, WANG Yajing, et al. Optimal dispatching of integrated energy system considering integrated demand response and multi-energy storage devices [J]. Zhejiang Electric Power, 2022, 41(8):65-72.
- [14] 程静,谭智钢,岳雷. 考虑负荷综合需求响应的CCHP-SESS双层优化配置[J]. 电网技术, 2023, 47(3):918-929.  
CHENG Jing, TAN Zhigang, YUE Lei. CCHP-SESS bi-layer optimal configuration considering comprehensive load demand response[J]. Power System Technology, 2023, 47(3):918-929.
- [15] HE L C, LU Z G, GENG L J, et al. Environmental economic dispatch of integrated regional energy system considering integrated demand response[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 116:105525.
- [16] 陈登勇,刘方,刘帅. 基于阶梯碳交易的含P2G-CCS耦合和燃气掺氢的虚拟电厂优化调度[J]. 电网技术, 2022, 46(6):2042-2053.  
CHEN Dengyong, LIU Fang, LIU Shuai. Optimization of virtual power plant scheduling coupling with P2G-CCS and doped with gas hydrogen based on stepped carbon trading[J]. Power System Technology, 2022, 46(6):2042-2053.
- [17] HUANG W J, ZHANG N, KANG C Q, et al. From demand response to integrated demand response: review and prospect of research and application[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(2):1-13.
- [18] 白章,刘启斌,李洪强,等. 太阳能驱动的生物质气化发电系统研究[J]. 工程热物理学报, 2015, 36(12):2537-2542.  
BAI Zhang, LIU Qibin, LI Hongqiang, et al. Investigation of a power generation system integrated with solar-driven biomass gasification[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2015, 36(12):2537-2542.
- [19] 李守强,刘宗歧,王静,等. 计及热网损耗的乡镇生物质能综合能源系统两阶段优化运行[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(4):24-32.  
LI Shouqiang, LIU Zongqi, WANG Jing, et al. Two-stage operation optimization of rural biomass energy integrated energy system considering heat network loss[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(4):24-32.
- [20] 魏震波,马新如,郭毅,等. 碳交易机制下考虑需求响应的综合能源系统优化运行[J]. 电力建设, 2022, 43(1):1-9.  
WEI Zhenbo, MA Xinru, GUO Yi, et al. Optimized operation of integrated energy system considering demand response under carbon trading mechanism [J]. Electric Power Construction, 2022, 43(1):1-9.
- [21] 闫文文,文中,王爽,等. 基于AA-CAES电站和综合需求响应的供暖期弃风消纳策略[J]. 广西师范大学学报(自然科学版), 2024, 42(2):55-68.  
YAN Wenwen, WEN Zhong, WANG Shuang, et al. AA-CAES plant and integrated demand response based wind abandonment and consumption strategy for the heating period[J]. Journal of Guangxi Normal University (Natural Science Edition), 2024, 42(2):55-68.
- [22] 张菁,林毓军,齐晓光,等. 考虑碳税与碳交易替代效应的电力系统低碳经济调度方法[J]. 电力建设, 2022, 43(6):1-11.  
ZHANG Jing, LIN Yujun, QI Xiaoguang, et al. Low-carbon economic dispatching method for power system considering the substitution effect of carbon tax and carbon trading [J]. Electric Power Construction, 2022, 43(6):1-11.
- [23] 王俐英,林嘉琳,董厚琦,等. 计及阶梯式碳交易的综合能源系统优化调度[J]. 系统仿真学报, 2022, 34(7):1393-1404.  
WANG Liying, LIN Jialin, DONG Houqi, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering ladder-type carbon trading [J]. Journal of System Simulation, 2022, 34(7):1393-1404.
- [24] 孙惠娟,刘昀,彭春华,等. 计及电转气协同的含碳捕集与垃圾焚烧虚拟电厂优化调度[J]. 电网技术, 2021, 45(9):3534-3544.  
SUN Huijuan, LIU Yun, PENG Chunhua, et al. Optimization scheduling of virtual power plant with carbon capture and waste incineration considering power-to-gas coordination [J]. Power System Technology, 2021, 45(9):3534-3544.
- [25] 覃治银,文中,闫文文,等. 考虑光热电站和LAES的冷热电综合能源系统低碳优化运行[J/OL]. 电测与仪表: 1-12 [2024-04-17]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.th.20230421.1054.004.html>.
- [26] 姜飞,肖昌麟,易子木,等. 含光伏与生物质能的生态农业综合能源系统多能协同及低碳运行策略[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(4):1352-1363.  
JIANG Fei, XIAO Changlin, YI Zimu, et al. Multi-energy cooperation and low-carbon operation strategy of eco-agricultural integrated energy system containing photovoltaic and biomass energy [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(4):1352-1363.
- [27] QI M, LIU Y, HE T B, et al. System perspective on cleaner technologies for renewable methane production and utilisation towards carbon neutrality: principles, techno-economics, and carbon footprints[J]. Fuel, 2022, 327:125130.
- [28] 姜德威,高红均,贺帅佳,等. 考虑生物质能和农业柔性负荷的农业产业园区综合能源系统规划方法[J]. 电网技术, 2024, 48(5):1836-1845.  
JIANG Dewei, GAO Hongjun, HE Shuaijia, et al. Integrated

energy system planning for agricultural industrial parks considering biomass energy and agricultural flexible load[J]. Power System Technology, 2024, 48(5):1836-1845.

[29] NIKOLAISEN L, NIELSEN C, LARSEN M G, et al. Straw for energy production. technology-environment-economy [J]. Copenhagen Center for Biomass Technology/Danish Energy Agency, 1998, 15: 150-165.

[30] 董海鹰, 负毓韵, 马志程, 等. 计及多能转换及光热电站参与的综合能源系统低碳优化运行[J]. 电网技术, 2020, 44(10):3689-3699.

DONG Haiying, YUN Yunyun, MA Zhicheng, et al. Low-carbon optimal operation of integrated energy system considering multi-energy conversion and concentrating solar power plant par-

ticipation[J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3689-3699.

作者简介:



张业伟

张业伟(1999),男,硕士在读,研究方向为综合能源系统优化运行(E-mail:zhangyewei@ctgu.edu.cn);

文中(1968),男,硕士,副教授,研究方向为综合能源系统、电力系统运行与控制;

王灿(1987),男,博士,副教授,研究方向为综合能源系统优化运行、微电网协调控制与优化运行、高比例新能源电力系统运行与控制。

### Source-load coordinated optimal scheduling strategy considering solar thermal biomass utilization under integrated demand response incentives

ZHANG Yewei, WEN Zhong, WANG Can, NI Zhi, YAN Wenwen, HU Chuanbao

(College of Electrical and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China)

**Abstract:** To further improve the efficiency of biomass energy utilization, a source-load coordinated optimization scheduling strategy considering solar thermal biomass utilization (STBU) under comprehensive demand response incentives is proposed. Firstly, on the source side, an integrated energy system (IES) coupling energy supply model with STBU is constructed, and the STBU is coupled with a power-to-gas system to achieve efficient hydrogen-blended combustion utilization of the STBU device. Secondly, on the load side, both price-based and substitution-based demand responses are introduced to improve the low-carbon performance of the IES through source-load coordinated optimization. Then, a liquid storage carbon capture system and a tiered carbon tax mechanism are introduced in the IES to enhance the system's low-carbon economic benefits, establishing an objective function to maximize the system's total revenue. On this basis, a fuzzy chance-constrained programming model considering multiple uncertainties of the IES is established. Finally, actual data from a northern region is selected to verify the feasibility and effectiveness of the model, and the impact of multiple uncertainties on the operating costs of the IES is analyzed. The results show that the model has good economic and low-carbon performance. An increase in uncertainty raises the interaction costs between the system and the external power grid.

**Keywords:** solar thermal biomass utilization (STBU) model; hydrogen-doped; integrated demand response (IDR); carbon capture cogeneration; carbon tax; fuzzy opportunity planning constraints

(编辑 方晶)